

0-780040

На правах рукописи



ТАИПОВА ВЕНЕРА АСГАТОВНА

**ТЕХНОГЕННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ
ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма – 2009

Работа выполнена в нефтегазодобывающем управлении «Альметьевнефть»
ОАО «Татнефть»

Научный руководитель: доктор технических наук, академик АН РТ
Ибатуллин Равиль Рустамович

Официальные оппоненты: доктор технических наук
Корженевский Арнольд Геннадьевич

кандидат технических наук
Арефьев Юрий Николаевич

Ведущая организация: Российский государственный университет
нефти и газа им.И.М.Губкина

Защита диссертации состоится **29 декабря 2009 г. в 14⁰⁰ часов** на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, д.32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти

Автореферат разослан: 28 ноября 2009 г.

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000621557

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук

Львова И.В.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Эффективная выработка трудноизвлекаемых запасов нефти предполагает наличие надежной физико-геологической информации, позволяющей оценивать добывные возможности продуктивных пластов, обоснованно подбирать технологии интенсификации и методы увеличения нефтеотдачи, наиболее соответствующие измененным типам пластов-коллекторов, целенаправленно воздействовать и совершенствовать систему разработки.

Цель работы: повышение эффективности извлечения нефти из глиносодержащих пластов-коллекторов на поздней стадии разработки месторождения.

Основные задачи работы:

1. Оценить влияние состава и свойств буровых промывочных растворов и режимов первичного вскрытия на емкостно-фильтрационные свойства пластов.
2. Изучить влияние объемов и состава вытесняющего агента, насыщенности пластов на величины коэффициента пористости и проницаемости, определяемых при ГИС в глиносодержащих коллекторах.
3. Выполнить сравнительный анализ коллекторских свойств, определяемых по лабораторным исследованиям кернового материала и по ГИС, выявить причины изменений в процессе разработки месторождений.
4. Оценить факторы, влияющие на продуктивность скважин в процессе разработки месторождений.
5. Разработать рекомендации по совершенствованию методов и способов геофизических и гидродинамических исследований скважин.
6. Разработать рекомендации по совершенствованию выбора объектов и подбора технологий для выработки трудноизвлекаемых запасов нефти со знанием емкостно-фильтрационных и гидродинамических параметров пластов-коллекторов.

Методы исследований. При решении поставленных задач использовались статистические методы обработки исходных данных ФЕС пластов по ГИС и кернового материала, геолого-промысловый анализ гидродинамических исследований скважин, проведены физические модельные исследования по определению параметров ФЕС в переходной зоне от пласта к глинистым разделам.

Научная новизна. Для условий терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения:

1. Выявлены корреляционные зависимости величин глинистости пластов от плотности глинистых буровых промывочных растворов при первичном вскрытии.

2. Установлена корреляция значений коэффициентов пористости от кратности промывки порового объема пласта-коллектора технологическими жидкостями и техногенной начальной обводненности добываемой продукции.

3. Определено влияние глинистости пластов на гидродинамические характеристики движения пластовых флюидов.

4. Выявлена корреляция значений продуктивности пласта при первичном вскрытии от плотности глинистых буровых промывочных растворов и перепадов давления, а также начальной техногенно обусловленной обводненности добываемой продукции.

5. Установлена корреляция приемистости продуктивного пласта при постоянном давлении от толщины, пористости, проницаемости и глинистости коллекторов.

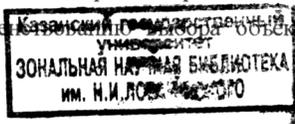
Основные защищаемые положения.

1. Методика обоснования комплекса исследований скважин при определении ФЕС коллекторов и выработки запасов с учетом факторов текущего состояния разработки.

2. Рекомендации по совершенствованию подходов при построении геолого-гидродинамической модели, карт разработки, карт изобар и обводненности, продуктивности и приемистости для эффективного планирования ГТМ.

3. Алгоритм подбора ГТМ с учетом техногенных факторов с целью повышения эффективности предлагаемых и применяемых технологий нефтеизвлечения при выработке трудноизвлекаемых запасов нефти.

Практическая ценность. По результатам исследований разработаны рекомендации по совершенствованию методов и способов получения достоверной информации при ГИС и ГДИС, с целью повышения эффективности и экономической целесообразности применяемых геолого-технических решений при выработке трудноизвлекаемых запасов нефти. Предложен алгоритм и разработаны рекомендации по совершенствованию объектов с учетом установленных



зависимостей и подбора эффективных технологий для выработки трудноизвлекаемых запасов. Установлена необходимость и предложен подход по совершенствованию построения гидродинамических моделей, карт разработки, карт по пластам: изобар, дополнительных карт обводненности и продуктивности с целью уточнения параметров пласта и направленности ГТМ. Для подбора методов и повышения эффективности ГТМ с целью интенсификации техногенно измененных пластов рекомендован параметр В, учитывающий степень глинистости пласта, влияющий на гидродинамические характеристики движения пластового флюида. Предложен способ локализации и уточнения остаточных запасов. Для изучения явлений в переходной зоне от пласта к глинистым разделам создана новая физическая модель, отличающаяся наличием глинистой покрывки над эталонным образцом пласта-коллектора. По теме диссертационной работы разработано и получено 8 патентов РФ «Способ разработки нефтяной залежи».

Личный вклад автора. В работе автору принадлежат постановка задачи, полученные зависимости, разработанные алгоритмы повышения эффективности ГТМ и способов ГИС и ГДИС, модельные испытания, проведенные по инициативе автора в НТУ ООО «ТНГ-Групп» и результаты анализов, выполненных в соавторстве с сотрудниками ОАО «Татнефть», института «ТатНИПИнефть».

Апробация работы. Результаты диссертационной работы и основные ее положения докладывались и обсуждались на Международной научно-практической конференции, посвященной добыче 3-миллиардной тонны нефти в Республике Татарстан (г.Казань, 2007г), на научно-технической конференции, посвященной 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения (г.Лениногорск, 2008г), на ежегодных семинарах главных инженеров и главных геологов ОАО «Татнефть» (2005-2009гг.)

Публикации. По теме диссертации опубликовано 10 печатных статей (в т.ч. 5 в изданиях, рекомендованных ВАК РФ), получено 8 патентов РФ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, шести глав, заключения, библиографического списка из 141 наименования, и содержит 134 страниц машинописного текста, 86 рисунков, 29 таблиц и 4 приложения.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении определены основные задачи исследования, цель диссертационной работы, научная новизна, основные защищаемые положения и практическая ценность.

Большой вклад в изучение влияния геологических особенностей и техногенных факторов на выработку запасов нефтегазовых месторождений внесли: Абдулмазитов Р.Г., Базив В.Ф., Батурин Ю.Е., Блинов А.Ф., Булатов А.И., Дворкин В.И., Дияшев Р.Н., Жданов С.А., Желтов Ю.П., Ибатуллин Р.Р., Иванова М.М., Иктисанов В.А., Корженевский А.Г., Кринари Г.А., Лисовский Н.Н., Лысенко В.Д., Михайлов Н.Н., Мищенко И.Т., Мусабиров М.Х., Муслимов Р.Х., Мухаметшин Р.З., Сургучев М.Л., Токарев М.А., Тронов В.П., Уляшева Н.М., Фазлыев Р.Т., Хавкин А.Я., Хисамов Р.С., Хисамутдинов Н.И., Храменков М.Г., Чураев Н.В., Шарафутдинов З.З., Эйриш М. В., Юсупов И.Г. и другие.

В первой главе дана характеристика изучаемых отложений, основных продуктивных горизонтов осадочной толщи Ромашкинского месторождения. Различаются пласты-коллекторы и количеством отобранной нефти. Если в целом по Ромашкинскому месторождению отобрано более 85% от начальных извлекаемых запасов, то из высокопроницаемых пластов-коллекторов отобрано более 93% НИЗ. Выработанность запасов Миннибаевской, Альметьевской, Северо-Альметьевской, Березовской площадей на 01.01.2009 года составляет 89%. При этом структура запасов за период разработки изменилась в сторону значительного уменьшения в песчаниках и значительного роста доли остаточных в глиносодержащих пластах.

Пласт-коллектор, выступая как геологическое тело, испытывает на себе в процессе выработки запасов воздействие большого количества техногенных факторов. Одними из них являются плотность промывочной жидкости и перепад давления, создаваемый на пласт-коллектор при первичном вскрытии, влияющие на продуктивность скважин. Коэффициенты продуктивности 907 скважин исследуемых объектов составляют менее $3 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$, 91,8% из них добывающие скважины, перфорированные на глиносодержащие пласты Д₀-Д₃.

Выработка запасов нефти осуществляется поддержанием пластового давления закачкой технологических жидкостей. Однако используемые пресная и опресненная вода при выработке запасов глиносодержащих пластов, высокие давления нагнетания, возможный массоперенос глинистого материала также изменили состояние продуктивного пласта. Из 1025 нагнетательных скважин 245 с

коэффициентом приемистости менее $3 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, 221 (или 90%) из них работают по пластам Д₀-Д₆з. Вторичное вскрытие общим фильтром неоднородных по разрезу пластов, несовершенство самой системы ППД привели к появлению участков с аномально высокими и низкими пластовыми давлениями.

Для обеспечения выработки трудноизвлекаемых запасов из пластов необходимо в первую очередь оценить состояние коллекторов, изменения, произошедшие с емкостью флюид содержащей. На основании предварительной оценки установлен факт изменения значений коэффициентов пористости и проницаемости коллекторов во времени. Совершенствование и создание методов и способов выработки запасов при работе с глинодержащими пластами на основании дальнейших достоверных практических и промысловых знаний о параметрах коллекторов становится ещё более актуальной задачей. Согласно проведенным в настоящей работе исследованиям, для повышения эффективной выработки запасов нефти из глинодержащих пластов рекомендуются методы и способы подбора комплекса ГИС, ГДИС и ГТМ, соответствующих решению проблемы влияющих техногенных факторов.

Глава 2 посвящена обзору литературы по особенностям процессов, протекающих в глинодержащих пластах при взаимодействии с водой, способам и методам изучения емкостно-фильтрационных свойств пластов-коллекторов, техногенным факторам и их влиянию на продуктивность скважин. Обзор показал, что проблеме процессов, происходящим в глинодержащих пластах, посвящены значительные объемы теоретических, экспериментальных и промысловых исследований, позволяющих раскрыть физическую сущность явлений в пласте.

В результате анализа литературных источников сформулированы задачи диссертационной работы.

В третьей главе приведены результаты оценки изменения значений емкостно-фильтрационных свойств пластов исследуемых площадей от техногенных факторов в процессе разработки.

Среди причин отрицательного воздействия буровых промывочных растворов на продуктивный пласт в работе рассмотрены их плотностные характеристики, обеспечиваемые глинистыми частицами, и перепад давления между стволом скважины и прискважинной зоной. Выполнен статистический анализ плотностных характеристик буровых промывочных растворов, используемых при первичном вскрытии пластов терригенного девона. Выявлено, что высокие плотности применялись независимо от расположения забоя скважины: рядом с очагами, или в

следующем и далее ряду от зоны нагнетания, независимо от пластовых давлений, следовательно, буровой раствор, представленный дисперсными глинами (1 мкм), мог легко проникать в терригенный пласт. Анализ подтвердил предположение о реализации двух моделей фильтрации: закупорка пор пласта-коллектора и образование осадка напротив продуктивного пласта. Выявлена корреляция величин «кажушейся» глинистости пласта от плотностей промывочных растворов (рис.1).

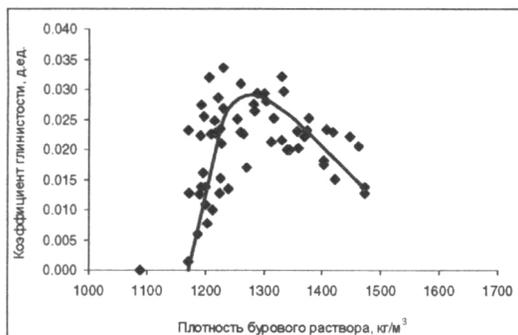


Рис. 1. Корреляционная зависимость величины «кажушейся» глинистости пласта-коллектора от плотностей буровых промывочных растворов (осредненных по году)

Важным условием эффективного нефтеизвлечения является состояние пласта-коллектора. Статистический анализ (всего 5137 скважин) выявил увеличение значений коэффициентов пористости более чем на 2,5%. Причем в глиносодержащих пластах коэффициент пористости увеличился до 4%, коэффициент проницаемости в 1,6 раза (рис.2).

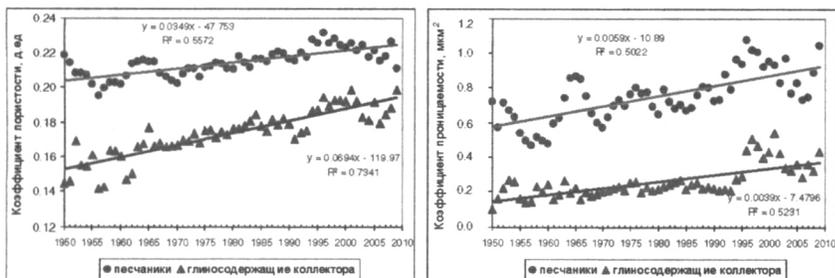


Рис. 2. Динамика значений коэффициентов пористости и проницаемости по песчаникам и глиносодержащим коллекторам по исследуемым площадям

Результаты значений ФЕС не соответствуют обычному представлению об ухудшении состояния пласта по мере выработки запасов.

Емкостные параметры пластов скважин-дублеров должны наиболее ярко отражать техногенные процессы разработки. Однако оценкой влияния зоны дренирования основной скважины на пласт-коллектор, установлено, что значения коэффициентов пористости скважин-дублеров выше до 0,032 д.ед, чем у скважин основного фонда. Наибольшее увеличение по пластам Д₀-Д₆з, в которых глинистость коллектора при первичном вскрытии составляла более 5%. Значительно улучшилась и проницаемость пластов скважин-дублеров. Оценив влияние начальной обводненности на значения емкостного параметра пластов, определено: при обводненности флюида до 50% значения пористости выше на 1%, при 50-90% - 1,6%, а при 99% - 3%.

Анализом по скважинам-дублерам нагнетательного фонда с учетом кратности закачки на поровый объем пласта обнаружено увеличение коэффициента пористости на 0,012 д.ед (или на 6,2%) при промывке менее одного порового объема коллектора, при закачке более 4 поровых объемов на 0,023 д.ед (или 12,4%), т.е. эффекта закупоривания пласта-коллектора не выявлено. Изменился и класс коллекторов. Что противоречит представлению об ухудшении емкостно-фильтрационных свойств коллекторов в процессе разработки месторождений из-за техногенных воздействий в около скважинной зоне. Однако продуктивность скважин-дублеров оказалась в три раза хуже, чем у основных скважин, что не согласуется с их улучшенными ФЕС. Причем продуктивность скважин-дублеров меньше в 2 раза при конечной обводненности основной скважины до 50%, при 50-80% - в 3,66 раза, при 90-98% - в 4,27 раза. Выявлены аналогичные изменения коэффициентов продуктивности от обводненности скважин-дублеров. Подтверждена зависимость ухудшения продуктивности скважин от обводненности, являющаяся следствием изменения фазовых проницаемостей.

Выполненный в работе анализ влияния технологических жидкостей для ППД на характеристики пластов выявил рост значений коэффициента пористости по данным ГИС на 2,7%, при этом по глинодержащим от вида агента – (пресный-сточный) 2,6% и 3% соответственно. Проницаемость увеличилась независимо от минерализации закачиваемой воды, максимально по глинодержащим более чем в 2 раза.

По результатам оценки влияния кратности промывки на параметры коллекторов получена корреляционная зависимость (рис.3).

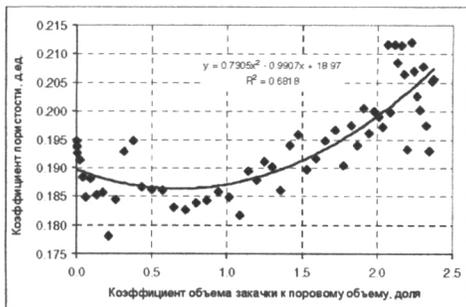


Рис. 3. Корреляционная зависимость пористости от объема закачки по Миннибаевской площади

При кратности закачки 0,02 доли к поровому объему пласта исключается возможность превышения пластового давления над начальным, увеличивающего емкостные параметры коллекторов. Однако при этом выявлено наибольшее приращение значения коэффициентов пористости по пласту D_0 с 16,4% до 20,6%. В динамике коэффициент пористости по кровле и подошве пласта D_0 увеличился на 3,4% и более 4% соответственно, увеличился и коэффициент проницаемости коллекторов. Коэффициент глинистости в кровельной части пласта уменьшился до трех раз и до 2,5 раз в подошвенной.

В работе также установлено, что каждые 30% техногенной обводненности пласта на участке бурения могут на 2% повышать значения коэффициентов пористости при ГИС (рис.4).

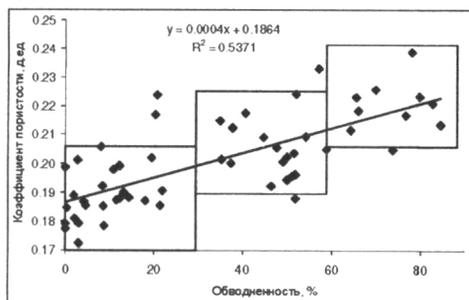


Рис. 4. Корреляционная зависимость значений коэффициентов пористости от обводненности продукции новых скважин при интерпретации ГИС

Так как образец керна принят эталоном для настройки геофизических приборов по определению емкостно-фильтрационных значений пластов-коллекторов, следовательно, было выполнено сопоставление значений параметров образцов пород

и ФЕС по ГИС. Значения коэффициентов пористости и проницаемости по ГИС оказались выше, чем по керну.

Согласно емкостных значений параметров по керновому материалу была перестроена карта разработки на примере скважины 32717, отражающая значительное ухудшение состояния пластов-коллекторов и даже выклинивание D_0 (рис.5). Существенно изменится и гидродинамическая модель фильтрации.

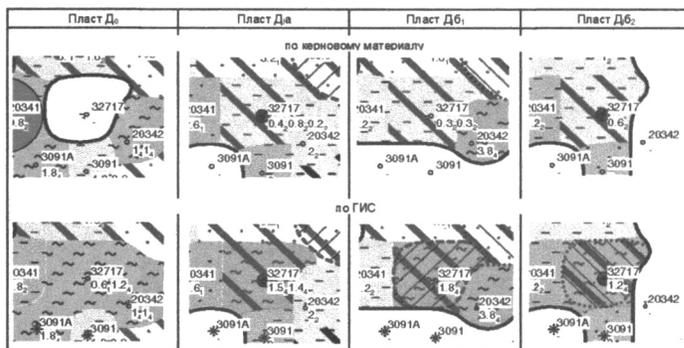


Рис. 5. Выкопировка из карт разработки участка скважины 32717 Миннибаевской площади, построенным по данным кернового материала и ГИС

В связи с обнаруженными расхождениями замеренных параметров по ГИС и керну, выполнено сравнение значений коэффициентов пористости, получаемых при других видах геофизических исследований. В качестве примера представлена скважина 775Д Павловской площади Ромашкинского месторождения, в которой произведены комплексные исследования по определению параметров пластов методами РК, ВАК-8, ЯМК, ГК-С и отбор керна. При сопоставлении результатов максимальные значения коэффициента пористости (0,23-0,26 д.ед.) получены по методу РК, по ВАК и ЯМК значения коэффициента пористости значительно меньше. Сравнение показало отсутствие корреляции при всех методах ГИС. Наиболее близкими оказались параметры пористости по керну с методом ГК-С.

С целью уточнения влияния на параметры коллекторов процессов эксплуатации методом РК исследована скважина 139Д Миннибаевской площади. Коэффициент пористости увеличился в пластах верхней пачки с начальной высокой глинистостью. Коэффициент пористости по перфорированным пластам ухудшился из-за техногенного воздействия области дренирования при значительном увеличении коэффициента глинистости. Опять же рост коэффициента пористости по пласту D_0 на 3,4% с уменьшением коэффициента глинистости по нему же, при этом пласт не

перфорирован, но по пласту D_0 есть нагнетательная скважина 10778, оказывающая влияние на показания значений коэффициента пористости.

С целью подтверждения причин высоких показаний коэффициента пористости совместно с НГУ ООО «ТНГ-Групп» изготовлена физическая модель (рис.6).

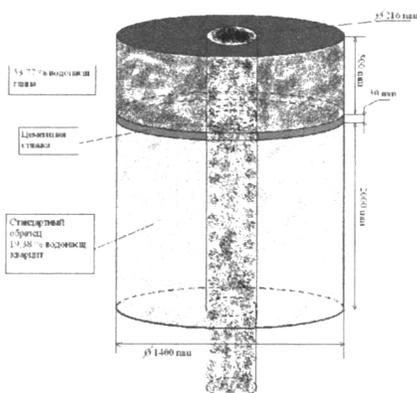


Рис. 6. Физическая модель пласта и скважины для определения коэффициента пористости в переходном слое «пласт-глины»

Испытания проводились с использованием двух приборов НК и ННК, которыми измеряют значения коэффициентов пористости пластов.

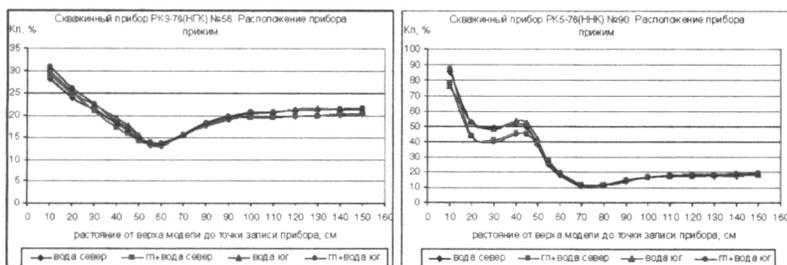


Рис. 7. Результаты значений коэффициентов пористости при модельных испытаниях приборами НК, ННК

Уменьшение значения коэффициента пористости, начиная с отметки 0,90 м, при исследовании НК и ННК связано с реагированием прибора на цементную крышку над моделью пласта. При вхождении приборов в часть модели, представленной глинами, наблюдается значительный рост коэффициента пористости. Прибор НК показывает нарастание значений, соответствующих лучшему по продуктивности коллектору. По геофизическому прибору ННК рост более крутой и

выход на максимальные показания, соответствующие значениям коэффициента пористости глин в насыпном образце (53%). Модельные исследования подтвердили, что в переходной зоне от пласта-коллектора к глинистым, пропитанным водой покрывкам, геофизический прибор НГК фиксирует пористость глин, как коэффициент пористости пласта из-за присутствия воды в глинистом материале, что также подтверждается увеличением значений коэффициентов пористости кровли и подошвы пласта D_0 при ГИС. С целью окончательного уточнения результатов необходимо провести скважинные исследования полного комплекса ГИС и отбор керновых образцов с учетом состояния объекта разработки, произвести сравнение сходимостей параметров коллекторов и внести соответствующие поправочные коэффициенты.

В главе 4 рассмотрены факторы, влияющие на продуктивность скважин. Выявлено значительное ухудшение коэффициентов продуктивности новых скважин от плотностных характеристик бурового раствора, при этом в песчаниках в 4,5 раза, и в глинодержащих пластах до 10 раз. В результате анализа получена зависимость значений коэффициентов продуктивности и приемистости скважин от применяемой плотности промывочных растворов. Выявлена корреляционная зависимость продуктивностей скважин от создаваемого перепада давления на пласт при первичном вскрытии (рис.8).

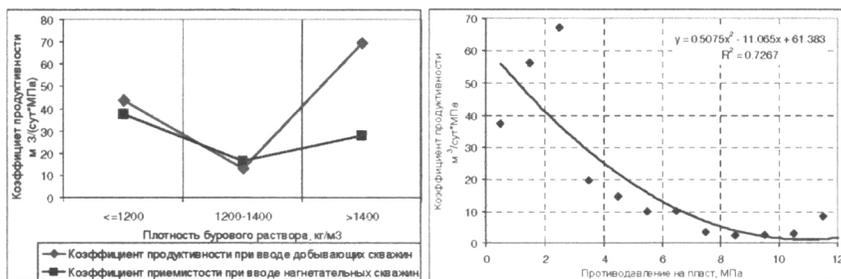


Рис. 8. Корреляционная зависимость коэффициентов продуктивности и приемистости от плотности промывочных буровых растворов, от репрессии при бурении

Низкая продуктивность вновь вводимых скважин не позволяет получать и высокие дебиты. Одним из решений этой проблемы может быть двухступенчатое бурение. Однако высокие репрессии при первичном вскрытии создаются, в том числе из-за недостовренности ожидаемого пластового давления.

Выявлено, что начало падения продуктивности скважин также совпадает с периодом начала роста обводненности добываемой продукции. Продуктивность

скважин с обводненностью до 60% почти в два раза меньше, чем по безводным и малообводненным скважинам, при обводненности до 90% - ниже в 7,5 раз и не согласуется с ростом значений ФЕС пластов в этих же скважинах. Произведенная оценка от уменьшения минерализации добываемой продукции также позволила сделать вывод об ухудшении продуктивности скважин.

На примере скважины № 3441 Миннибаевской площади получены зависимости объемов добычи жидкости и значений коэффициента продуктивности от обводненности. Последние точки на рисунке 9 еще раз подтверждают, что причиной ухудшения продуктивности скважин в процессе разработки являются процессы фильтрации в пласте, зависящие от реологических свойств флюида, движущегося через него, т.е. с существованием предельного градиента сдвига, при преодолении которого флюид вовлекается в движение.

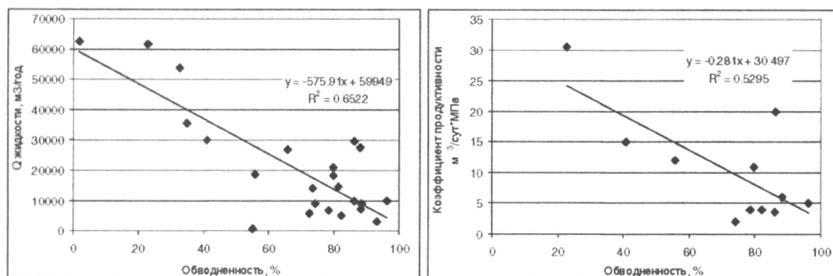


Рис. 9. Корреляционные зависимости добычи жидкости и значений коэффициента продуктивности от обводненности по скважине 3441 Миннибаевской площади

В главе 5 предложен способ повышения эффективности ГТМ с учетом степени заглинизированности коллекторов. Для замедления темпов падения добычи нефти и обеспечения проектной нефтеотдачи, в условиях неоднородного расчлененного объекта задачу можно решить организацией системы заводнения на каждый пласт. В качестве примера рассмотрены скважины 32425 и 32430 Альметьевской площади, последовательно освоенные под закачку с целью интенсификации нефтевытеснения на участке объекта разработки. Низкие пластовые давления не позволяли вырабатывать запасы скважин в постоянном режиме эксплуатации, участок характеризовался низким темпом отбора. В результате для целей ИПД освоена скважина 32430 по ранее перфорированному пласту Д_{1б3}. Скважина 11256, гидропроводность по ГДИ которой соответствовала гидропроводности пласта по ГИС, отреагировала приростом добычи нефти. Из-за слабого влияния на скважины 11255, 32424 и даже на скважину первого ряда 2341, скважина 32425 также была

освоена под закачку по пластам Д_{1а}, Д_{1б3}. При близких значениях гидропроводности (345 и 297 мкм²·м/(Па·с)) пластов предполагалась одинаковая приемистость, однако пласт Д_{1б3} закачиваемую воду не принимал.

Результатом изысканий установлено, что при выработке запасов из глиносодержащих пластов учитывать только гидропроводность, недостаточно. Автором в работе введен параметр В, учитывающий степень заглинизированности коллекторов, ранее отдельно не используемую в гидродинамической характеристике процесса:

$$B = \frac{m \cdot h \cdot k}{c}, \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} \quad (1)$$

где m – коэффициент пористости, д.ед.;

h – толщина пласта, м;

k – коэффициент проницаемости, мкм²;

c – коэффициент глинистости, д.ед.

Таким образом, в скважине 32425 разница значений по параметру В между пластами в 3,7 раза, что и явилось причиной отсутствия приемистости пласта Д_{1б3}.

Выявлена зависимость приемистости пластов от параметра В (рис.10).

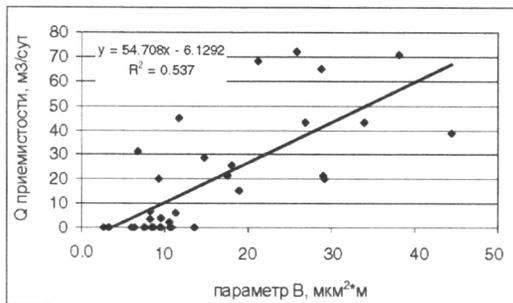


Рис. 10. Корреляционная зависимость приемистости нагнетательных скважин от параметра В

В качестве разъяснения необходимости учета параметра В при приобщении нового пласта в работе рассмотрена скважина 32644 Миннибаевской площади. С целью обеспечения эффективного нефтевытеснения на участке разработки произведен дострел пласта Д₀ этой скважины. Согласно расчету гидропроводности (разница в 1,5 раза) закачиваемую воду должны принимать Д₀ и Д_{1в} с некоторой разницей в распределении профиля приемистости. Однако общим фильтром обеспечить приемистость пласта Д₀ не удалось. Рассчитанные значения по параметру

В выявили разницу по пластам в 25 раз. В результате обеспечить приемистость пласта D_0 возможно, например, внедрением технологии ОРЗ.

Наиболее эффективным способом интенсификации в сложных геолого-промысловых условиях может быть гидроразрыв пласта. Однако у автора работы оставался вопрос, относится ли технология к методам ОПЗ, к повышению нефтеотдачи пластов или и то и другое и в каких случаях, какие техногенные воздействия за счет ГРП можно устранить. В процессе выполнения работы им же получен ответ на основании нижеследующих примеров. На примере скважины 20520 Миннибаевской площади выявлен двойной эффект технологии: ОПЗ – скин-эффект; МУН – увеличилась гидропроводность дальней зоны пласта в 2 раза по сравнению с первоначальной после бурения. Следовательно, можно сделать вывод о существовании возможности восстановить фильтрацию по простиранию коллектора на участках с ранее сниженными пластовыми давлениями. Значение гидропроводности дальней зоны после проведения процесса ГРП на скважине 10136 Северо-Альметьевской площади соответствует начальному значению состояния пласта после бурения. В данном случае процесс прошел как ОПЗ.

Некорректная оценка емкостно-фильтрационных характеристик пластов-коллекторов при ГИС не позволяет правильно определить технологию воздействия. Для подтверждения этого вывода представлен анализ по скважинам 32720 и 14999 Миннибаевской площади. Среднее значение коэффициента пористости скважины 32720 по пласту D_0 0,236 д.ед., коэффициент проницаемости – $1,1 \text{ мкм}^2$, но коэффициент продуктивности до производства ГРП составлял $0,79 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$, и увеличился после всего лишь до $2,9 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$. По введенному параметру В есть сходимость в скважине 32720 по средним пропласткам $D_{0,II}$, $D_{0,III}$ со скважинами участка. Расчетный дебит по формуле Дюклои составляет $18 \text{ м}^3/\text{сут}$, по параметру В $4,9 \text{ м}^3/\text{сут}$, фактический дебит даже после ГРП $6 \text{ м}^3/\text{сут}$. Совсем иначе выглядит результат, полученный при адекватной оценке параметров коллектора скважины 14999. Фактический дебит до ГРП составлял $4,46 \text{ м}^3/\text{сут}$. Дебит после ГРП составил $16,9 \text{ м}^3/\text{сут}$, что указывает на то, что процесс произошел по пропластку $D_{0,III}$, соответствующий расчетному дебиту по параметру В данного пропластка.

В результате отсутствия учета коэффициентов глинистости (параметр В) ожидаемый прирост от ГТМ не соответствует полученным значениям, некорректны значения выработки запасов пластов и построенная гидродинамическая модель. Эффективная выработка запасов из глиносодержащих пластов возможна при обязательной оценке как природной, так и техногенно преобразованной глинистости.

В главе 6 в результате выполненного анализа предложены алгоритмы повышения эффективности ГИС, ГДИС и ГТМ.

Согласно результатам исследований кернового материала в данной работе средняя пористость лучших пластов – песчаников, составила не более 20%. Скважин, у которых хотя бы один продуктивный пласт верхней пачки имеет коэффициент пористости по ГИС более 22% - всего 1788. По всем глинистым пластам верхней пачки объектов разработки увеличилось количество скважино-пластов с повышенным показанием коэффициента пористости, при этом усредненная их толщина уменьшилась с 3,9 м до 1 м. Скважин с толщиной пластов и скважино-пропластков меньше и равно 0,8 м также в периоде увеличилось. В процессе разработки происходит «набухание» слоистого глинистого материала, в результате увеличивается количество пропластков единого когда-то пласта. При этом, чем больше количество пропластков, тем выше показания значений коэффициентов пористости по НК, связанное с реагированием прибора на присутствие воды в свободных или транспортных порах глинистого материала.

Необходимость проведения дополнительных исследований прописана в пункте 2.8 «Обязательного комплекса ГИС бурящихся скважин», однако не установлено, какие условия считать сложно-геологическими. Автором определены дополнительные ГИС, учитывающие техногенные факторы условий разработки в нижеприведенном алгоритме.

При выработке запасов методом заводнения важно оценить количество воды, попавшей в тот или иной пласт. Необходимо определить динамику технологических показателей разработки участка залежи: количество отобранной жидкости и закаченной воды для ППД, пластовые и забойные давления. Построить графики, сверить сходимость результатов. При высокой сходимости, т.е. динамика графиков отбор-закачка-давление согласуются во времени, участок считать без осложнений. В случае несоответствия пластовых давлений балансу отбор-закачка проводится:

1. Если пластовое давление выше начального объекта разработки:

1.1. По добывающим скважинам участка определить возможные зоны слияния по простиранью пластов-коллекторов, произвести статистический анализ динамики: профилей притока; термометрии с целью определения заколонных перетоков; минерализации и гидрохимического анализа добываемого флюида, соответствие виду нагнетаемого агента; КРС по герметизации эксплуатационной колонны.

1.2. По нагнетательным скважинам участка произвести статистический анализ динамики: распределения профилей приемистости; объемов закачки; термометрии;

КРС по герметизации колонны в продуктивной части разреза по неперфорированным пластам; изотопных или индукционных исследований по определению «несанкционированных» перетоков вверх.

По результатам выявленного состояния участка разработки рекомендовано проведение следующих дополнительных исследований с включением в проект строительства скважин:

- отбор образцов пород в продуктивной части разреза (керна) с целью определения петрофизических характеристик пластов-коллекторов, рентгеноструктурного анализа, электронной и оптической микроскопии, количественного анализа элементов и минералов пород;

- ГК-С, резистивиметр – влагосодержание глин и минерализация флюида;
- СО-каротаж, газовый каротаж – насыщенность флюида;
- ЯМК, ВАК-8 – динамическая пористость, состояние коллектора.

2. Если пластовое давление ниже принятого технологическим проектом разработки залежи:

2.1. По добывающим скважинам участка провести корреляцию емкостно-фильтрационных характеристик скважин участка; соответствие гидродинамических параметров гидропроводности и параметра В от ФЕС; статистический анализ динамики: коэффициентов продуктивности, профилей притока; компенсаций отбора закачки; карт изобар и обводненности по пластам.

2.2. По нагнетательным скважинам участка, кроме пункта 1.2. учесть динамику КРС по герметизации эксплуатационной колонны вне продуктивной части разреза.

По результатам: ИПТ, ОПК – определение приточности и насыщенности пласта; отбор образцов керна, СО-каротаж, газовый каротаж, ЯМК, ВАК-8.

3. Тонкие пласты (толщина < 0,8м), переслаивание, проводится соответствующий анализ, указанный в алгоритме.

Сопоставимое состояние участков согласно п.1-3 позволяет применить корректирующие коэффициенты без дополнительных исследований. Для удобства пользования предложена блок-схема алгоритма (рис.11).

Дополнительные изменения условий состояния пласта-коллектора в процессе разработки потребуют повторной настройки геофизических приборов.

Выявленная в работе информация о затрубных перетоках вверх, малый объем исследований, проводимых по определению профиля приемистости в процессе разработки месторождений, порог чувствительности геофизических приборов при высоких значениях приемистости высокопродуктивных пластов нижней пачки, дают

основания делать вывод о закачке, ранее не зафиксированной исследованиями в верхние пласты. И этот факт подтверждает возможную пропитку глинистых минералов водой в верхней пачке пластов, как наиболее глинодержащих. Следовательно, для получения более достоверной информации о принимающих пластах и заколонных перетоках с целью выявления «несанкционированной» закачки необходимо использовать изотопные исследования.

Пластовое давление является определяющим при выработке трудноизвлекаемых запасов. Однако в достоверности значений в нагнетательных скважинах можно усомниться по двум причинам: пластовое давление определяется через устьевое давление на водоводе при возможной негерметичности отсекающей задвижки; при устьевом давлении равном нулю фактическое значение давления может отличаться от расчетного из-за отсутствия исследований статического уровня.

Для уточнения вышеизложенного предположения определено пластовое давление участка 3 блока Березовской площади. Давления по глубинному манометру меньше на 6,3 МПа от расчетного. И это в условиях однопластового объекта. Существенно изменилась карта изобар при внесении значений пластовых давлений, замеренных глубинными манометрами. При условии выработки запасов многопластового месторождения достоверность значения пластового давления становится ещё более актуальной, что в том числе влияет на эффективность ГТМ.

Предложенный в работе способ учета значений по опорным скважинам позволяет определять вырабатываемый пласт при перфорированности общим фильтром. Рекомендуется провести мониторинг по схеме: упругоёмкость пласта, пластовое давление, баланс отбор-закачка, нарушение эксплуатационной колонны, отсутствие приемистости, что позволит исключить неточности при гидродинамическом моделировании, построении карт разработки, оценке остаточных запасов по пластам, при подборе мероприятий по МУН пластов определить направленность обработки от нагнетательной или от добывающей скважины, применить соответствующие ГТМ.

Важным условием для получения эффективных результатов от ГТМ является необходимость учета многих факторов. В результате анализа предложен алгоритм по повышению эффективности ГТМ с учетом как ёмкостно-фильтрационных свойств пластов, так и состояния объекта разработки. Блок-схема алгоритма достаточно четко описывает последовательность действий при подборе скважин для достижения эффективности ГТМ (рис.12).

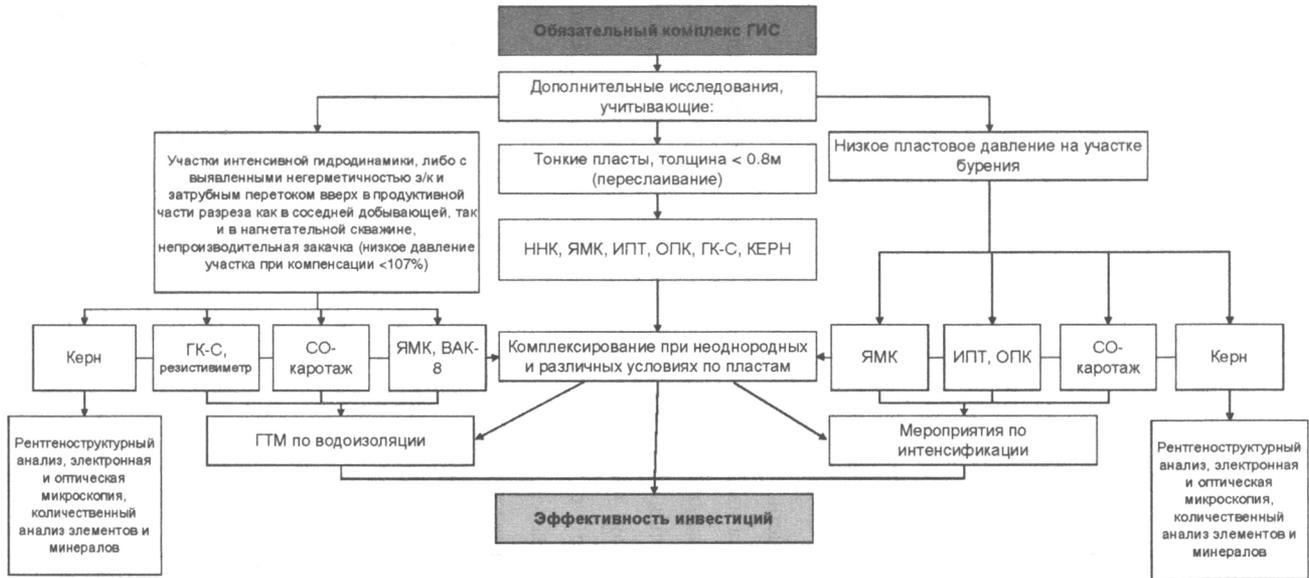


Рис. 11. Блок-схема алгоритма комплекса ГИС и ГДИ с учетом текущего состояния разработки участка

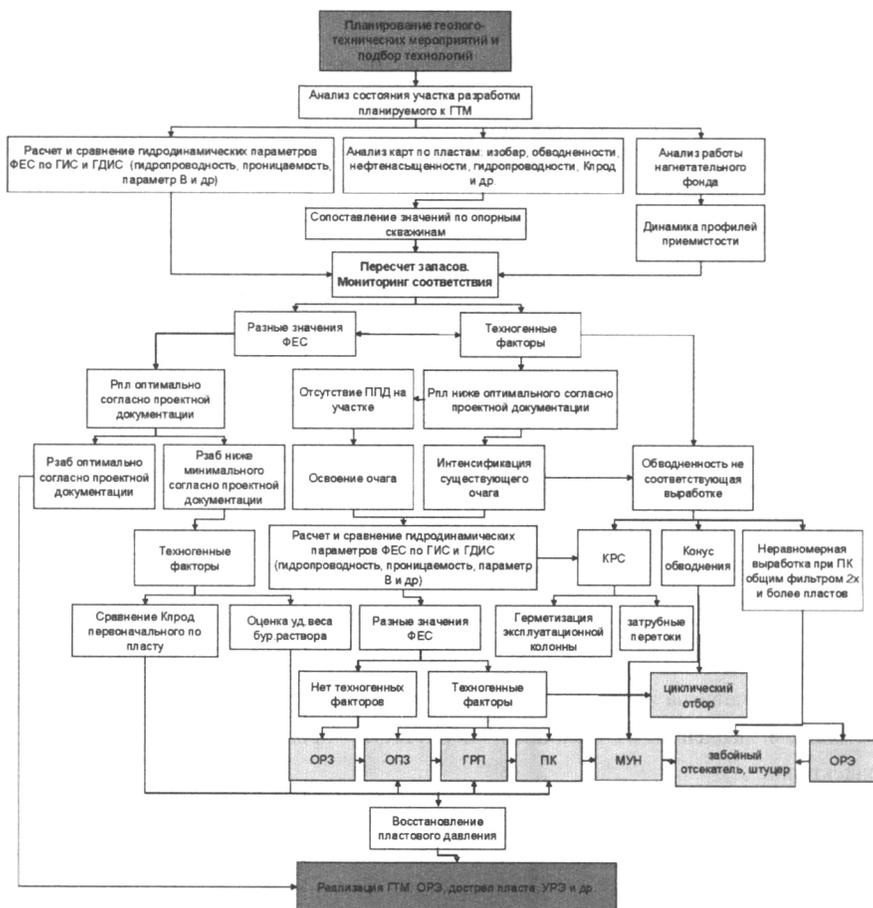


Рис. 12. Блок-схема алгоритма по выбору объектов и повышению эффективности ГТМ с учетом емкостно-фильтрационных и гидродинамических характеристик пластов-коллекторов

Основные выводы и рекомендации. Для терригенных отложений девона установлено следующее:

1. Выявлены корреляционные зависимости величин глинистости пластов от плотности глинистых буровых промывочных растворов при первичном вскрытии.

2. Установлена корреляция значений коэффициентов пористости от кратности промывки порового объема пласта-коллектора технологическими жидкостями и техногенной начальной обводненности добываемой продукции.

3. Показано, что значения коэффициентов пористости и проницаемости по ГИС выше, чем по керну. Модельными исследованиями подтверждено, что в переходной зоне от пласта-коллектора к глинистым, пропитанным водой покрывкам, геофизический прибор НГК фиксирует пористость глин, как коэффициент пористости пласта из-за присутствия воды в глинистом материале.

4. Выявлена корреляция значений продуктивности пласта от плотности глинистых буровых промывочных растворов, условий перепада давлений при первичном вскрытии, начальной техногенно обусловленной обводненности добываемой продукции, влияющие на продуктивность новых скважин.

5. Определено влияние глинистости пластов на гидродинамические характеристики движения пластовых флюидов под действием перепада давления.

6. Установлена корреляция расхода технологической жидкости для ППД при постоянном давлении от толщины, пористости, проницаемости и глинистости коллекторов.

7. Выявлена необходимость с целью повышения эффективности ГТМ построения карт по пластам с использованием значений опорных скважин: изобар, обводненности, продуктивности и приемистости, гидропроводности, а также по вновь введенному параметру В, учитывающему степень глинистости пласта.

8. Даны рекомендации для повышения достоверности значений ФЕС неоднородных пластов-коллекторов по отбору в скважинных условиях образцов пород (керн), дополнительным геофизическим исследованиям (ГИС) и внесению корректирующих коэффициентов.

9. Предложен алгоритм комплекса ГИС и ГДИС, учитывающий сложное геологическое состояние участка разработки для получения достоверных значений петрофизических и гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

10. Разработаны рекомендации и предложен алгоритм по совершенствованию выбора объектов и подбора технологий для выработки трудноизвлекаемых запасов с учетом как емкостно-фильтрационных свойств пластов, так и состояния объекта разработки, повышающие эффективность извлечения нефти из глинистых пластов.

пластов-коллекторов терригенных отложений девона на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

11. Восемь разработанных технических решений отличаются мировой новизной и защищены патентами Российской Федерации.

Основные положения диссертационной работы изложены в следующих публикациях (1-5 в изданиях, рекомендованных ВАК РФ):

1. Тазиев, М.З., Закиров, А.Ф., Гумаров, Н.Ф., Таипова, В.А. О текущем состоянии и перспективе разработки нефтяных залежей НГДУ «Альметьевнефть» / Тазиев М.З., Закиров А.Ф., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. // Нефтепромысловое дело. М.:ВНИИОЭНГ – 2007- №5. – С.6-9.

2. Гумаров, Н.Ф., Таипова, В.А., Владимиров, И.В., Батрашкин, В.П., Манапов, Т.Ф., Титов, А.П. Анализ эффективности применения ГРП на нефтяных площадях и залежах НГДУ «Альметьевнефть» / Гумаров Н.Ф., Таипова В.А., Владимиров И.В., Батрашкин В.П., Манапов Т.Ф., Титов А.П. // Нефтепромысловое дело. М.:ВНИИОЭНГ – 2007- №5. – С.10-13.

3. Тазиев, М.З., Гумаров, Н.Ф., Таипова, В.А., Владимиров, И.В. Структура начальных балансовых извлекаемых запасов нефти горизонтов D_0 и D_1 Миннибаевской площади и анализ их выработки / Тазиев М.З., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А., Владимиров И.В. // Нефтепромысловое дело. М.:ВНИИОЭНГ – 2007- №5. – С.13-24.

4. Гумаров, Н.Ф., Таипова, В.А., Владимиров, И.В., Манапов, Т.Ф., Батрашкин, В.П., Титов, А.П. Оптимальные условия применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательной скважине при разработке частично заводненного пласта / Гумаров Н.Ф., Таипова В.А., Владимиров И.В., Манапов Т.Ф., Батрашкин В.П., Титов А.П. // Нефтепромысловое дело. М.:ВНИИОЭНГ – 2007- №5. – С.25-34.

5. Гумаров, Н.Ф., Таипова, В.А. Подходы и методы управления выработкой запасов на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть» / Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. // Вестник ЦКР Роснедра. Москва.- 2008- №6. – С.38-41.

6. Тазиев, М.З., Закиров, А.Ф., Гумаров, Н.Ф., Таипова, В.А. Состояние и методы совершенствования разработки нефтяных залежей НГДУ «Альметьевнефть» / Тазиев М.З., Закиров А.Ф., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. // Сборник научно-технических статей НГДУ «Альметьевнефть» по нефтепромысловой тематике. Уфа, Монография, 2007. – С.6-18.

7. Закиров, А.Ф., Ожередов, Е.В., Таипова, В.А. Опыт внедрения технологии одновременно-раздельной закачки в системе ППД НГДУ «Альметьевнефть» / Закиров А.Ф., Ожередов Е.В., Таипова В.А. // Сборник научно-технических статей НГДУ

«Альметьевнефть» по нефтепромысловой тематике. Уфа, Монография, 2007. – С.227-232.

8. Ризванова, М.С., Гумаров, Н.Ф., Таипова, В.А. Состояние разработки Березовской площади / Ризванова М.С., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. // Техника и технология разработки нефтяных месторождений: Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2008. – С. 124-127.

9. Мавлаевеева, З.М., Гумаров, Н.Ф., Таипова, В.А. Эффективность основных геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки по Северо-Альметьевской площади / Мавлаевеева З.М., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. // Техника и технология разработки нефтяных месторождений: Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2008. – С. 127-129.

10. Гумаров, Н.Ф., Таипова, В.А. Управление выработкой остаточных запасов коллекторов с различными фильтрационно-емкостными характеристиками на поздней стадии разработки объектов Ромашкинского месторождения / Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. // Техника и технология разработки нефтяных месторождений: Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2008. – С. 129-133.

Патенты:

1. Пат. 2369731 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/16, Е 21 В 43/02. Способ разработки нефтяной залежи [Текст] / Хисамов Р.С., Тазиев М.З., Закиров А.Ф., Таипова В.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». - № 2008144281/03; заявл.10.11.2008; опубл.10.10.2009, Бюл. № 20.

2. Пат. 2364715 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной залежи с низкопроницаемым коллектором [Текст] / Хисамов Р.С., Тазиев М.З., Закиров А.Ф., Таипова В.А., Шакиров А.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». - № 2008138627/03; заявл.30.09.2008; опубл.20.08.2009, Бюл. № 23.

3. Пат. 2364714 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной залежи [Текст] / Хисамов Р.С., Закиров А.Ф., Таипова В.А., Миннуллин Р.М.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». - № 2008140694/03; заявл.15.10.2008; опубл.20.08.2009, Бюл. № 23.

4. Пат. 2336413 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной залежи [Текст] / Ибрагимов Н.Г., Хисамов Р.С., Закиров А.Ф., Таипова

В.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». - № 2007132954/03; заявл.03.09.2007; опубл.20.10.2008, Бюл. № 29.

5. Пат. 2323331 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/14. Способ разработки многопластовой нефтяной залежи с применением одновременно-раздельной закачки рабочего агента [Текст] / Ибрагимов Н.Г., Тагиев М.З., Таипова В.А., Закиров А.Ф., Ожередов Е.В., Абрамов М.А., Шакиров А.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». - № 2007116436/03; заявл.03.05.2007; опубл.03.05.2007, Бюл. № 5.

6. Пат. 2304704 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной залежи с низкопроницаемым коллектором [Текст] / Хисамов Р.С., Таипова В.А., Шакиров А.А., Тагиев М.З.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». - № 2006138572/03; заявл.01.11.2006; опубл.20.08.2007, Бюл. № 23.

7. Пат. 2236566 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяного многопластового месторождения на поздней стадии [Текст] / Халиуллин Ф.Ф., Миннуллин Р.М., Таипова В.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». - № 2003107035/03; заявл.13.03.2003; опубл.20.09.2004, Бюл. № 26.

8. Пат. 2002116986 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/16. Способ разработки нефтяного месторождения на поздней стадии разработки [Текст] / Хисамов Р.С., Халиуллин Ф.Ф., Миннуллин Р.М., Таипова В.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». - № 2002116986/03; заявл.25.06.2002; опубл.20.12.2003, Бюл. № 4.

10 -

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии
института «ТатНИПинефть» ОАО «Татнефть»
на цифровом дубликаторе Riso HC5500
тел.: (85594) 78-656, 78-565
Подписано в печать 24.11.2009 г.
Заказ №24110901 Тираж 100 экз.